

УДК 004.421.2

## ПРОГРАМНИЙ РОЗРАХУНОК ЗМІН ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ОЧИСНОГО ПРИСТРОЮ

О. П. Сташинський

УМГ «Черкаситрансгаз» вул. Сумгайтська, 3, м. Черкаси, 18023,  
e-mail: ostashynskyj.ctg@naftogaz.net

*Дана робота присвячена вирішенню проблеми ефективного очищення внутрішньої порожнини магістрального газопроводу за допомогою очисного пристрою. Реалізація високоякісного очищення виконується з метою підвищення пропускної здатності та гідравлічної ефективності газопроводу до проектних значень. Методи, запропоновані автором, полягають у забезпеченні оптимальної швидкості руху очисного пристрою по всій довжині ділянки газопроводу, що забезпечить більш ефективне очищення, без додаткових витрат.*

Ключові слова: очисний пристрій, компресорна станція, магістральний газопровід, математична модель, газодинамічна характеристика.

*Работа посвящена решению проблемы эффективной очистки внутренней полости магистрального газопровода с помощью очистного устройства. Реализация высококачественной очистки выполняется с целью повышения пропускной способности и гидравлической эффективности газопровода к проектным значениям. Методы, предлагаемые автором, состоят в обеспечении оптимальной скорости движения очистного устройства по всей длине участка газопровода, что обеспечит более эффективную очистку, без дополнительных затрат.*

Ключевые слова: очистное устройство, компрессорная станция, магистральный газопровод, математическая модель, газодинамическая характеристика

*This work is devoted to the decision of problem of upgrading of cleaning of internal cavity of main gas pipeline by means of cleansing devices. Realization of the high-quality cleaning is executed with the purpose of increase of hydraulic efficiency and carrying capacity of gas pipeline to the project values. The methods offered by an author consist in providing of optimal rate of movement of cleansing device on all length of area of gas pipeline. It will provide more effective cleaning, without additional expenses.*

Keywords: Cleaning device, compressor station, gas pipeline, mathematical model, gas-dynamic characteristics

### Вступ

В процесі експлуатації магістрального газопроводу у внутрішній його порожнині весь час накопичуються різного роду забрудники, які потрапили в трубопровід під час будівництва, ремонту наприклад: ґрунт, каміння, частини зварних електродів і т. д. Забрудники у вигляді вологи, конденсату, гідратів та інших сумішей, які виносяться газом незадовільної підготовки, окиси заліза, що утворюються в результаті корозії внутрішніх стінок труб газопроводу і обладнання при присутності в газі окислювальних компонентів (сірководню, вуглекислого газу і води), турбінні масла та інші.

Велика кількість із перелічених забрудників накопичуються в понижених ділянках траси трубопроводу, цим самим зменшуючи його живий переріз, що в свою чергу призводить до зниження пропускної здатності газопроводу.

З метою визначення пропускної здатності і величини забруднення проводиться *оцінка стану* внутрішньої порожнини трубопроводу, яка характеризується коефіцієнтом ефективності та оцінюється зміною гідравлічного опору газопроводу з наступним порівнянням його з проектними даними, або через відношення фактичної пропускної здатності газопроводу до розрахункової [1]:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_m}{\lambda_\phi}} = \frac{q_\phi}{q}, \quad (1)$$

де  $\lambda_\phi, \lambda_m$  – фактичне та теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору;  $q_\phi, q$  – фактичне та розрахункове значення пропускної здатності.

Метою проведення очищення внутрішньої порожнини газопроводу являється підвищення його гідравлічної ефективності і пропускної здатності до проектних значень.

### 1. Аналіз сучасних досліджень і результатів

На даний час відомо декілька способів підтримки максимального живого перерізу трубопроводу. До них відносяться механічний, вібромеханічний, ультразвуковий, хімічний та інші. На магістральних газопроводах найбільш розповсюджений - спосіб механічної очистки внутрішньої поверхні за допомогою очисних пристроїв: скребків, розділювачів, поршнів і т. д.

Очисний пристрій (ОП) повинен задовольняти наступні вимоги: забезпечувати достатньо повну очистку внутрішньої поверхні газопроводу від різного роду забрудників; переміщатись по кривих вставках радіусом не менше трьох діаметрів трубопроводу з заданою швидкістю без порушення роботи конструктивних елементів трубопроводу; бути зручним для його встановлення в камери пуску та звільнення з камер прийому компресорних станцій (КС); володіти мінімальною масою.

При хорошій герметичності трубопроводу швидкість руху ОП в середньому рівна швидкості потоку газу і може бути визначена за наступною емпіричною залежністю [2]:

$$V = 0,0052 \frac{T_{cp} \cdot z_{cp} \cdot q}{d^2 \cdot P_{cp}}, \quad (2)$$

де  $T_{cp}$  – середня температура газу (°K), на ділянці газопроводу по якій рухається очисний пристрій;  $P_{cp}$  – значення середнього тиску газу (кгс/см<sup>2</sup>) на цій ділянці;  $q$  – пропускна здатність газопроводу (млн.м<sup>3</sup>/добу);  $d$  – внутрішній діаметр газопроводу, мм;  $z_{cp}$  – коефіцієнт стисливості газу, середнє значення по всій ділянці газопроводу

Оскільки всі величини вищенаведеної формули є не що інше як дані, саме які і в основному характеризують режим роботи газопроводу, тоді можна зробити висновок, що зміна швидкості руху ОП суттєво залежить від зміни режиму роботи газопроводу, а отже і від зміни роботи суміжних КС, між якими проводиться його запуск і прийом.

### 2. Постановка проблеми

З метою збільшення ефективності очищення внутрішньої поверхні газопроводу, в залежності від ступеня забруднення, встановлюється оптимальна швидкість руху ОП у відповідності до його технічних характеристик.

При сталому режимі роботи газопроводу починаючи від початку ділянки фактичне значення швидкості руху ОП по його довжині з кожним кілометром зростає. В деяких випадках швидкість руху ОП в кінці ділянки газопроводу може сягнути величини в 1.5 разів більшу ніж швидкість ОП на початку ділянки. Це призведе до того, що фактична швидкість ОП може перевищити його встановлену оптимальну швидкість, що в свою чергу зменшить ефективність роботи ОП тим самим не забезпечить повна очистка внутрішньої порожнини газопроводу.

Щоб запобігти цьому, необхідно встановлене значення швидкості руху ОП підтримувати приблизно сталим по всій довжині ділянки. Для цього з кожною зміною величин основних параметрів режиму роботи газопроводу по його довжині, необхідно компенсувати їхнє значення, по відношенню до встановленої оптимальної швидкості руху ОП. Це в свою чергу призведе до зміни режиму роботи суміжних КС під час руху між ними ОП.

Тобто змінюючи через відповідний час навантаження КС, ми змінюємо режим роботи ділянки газопроводу, цим самим регулюючи задану швидкість руху ОП по всій довжині ділянки.

### 3. Розробка програми розрахунку змін основних параметрів режиму роботи газопроводу

Для визначення зміни основних режимних параметрів газопроводу та швидкості руху ОП по довжині ділянки газопроводу, а також визначення часу зміни навантаження КС у відповідності до пройденої очисним пристроєм відстані від початку і до кінця ділянки газопроводу, була розроблена програма розрахунку в середовищі Visual C++.

Суть програмного розрахунку полягає в наступному.

1) Задаються вихідні дані для проведення розрахунку, такі як:

- тиск та температура газу (під час пуску очисного пристрою) на вході та виході КС-1 – станція яка проводить запуск очисного пристрою;
- тиск та температура газу на вході та виході КС-2 – станція яка приймає очисний пристрій;
- довжина ділянки між КС-1 та КС-2.

Додатково зазначаються тип та кількість працюючих нагнітачів на КС, втрати тиску газу у вхідному і вихідному шлейфі КС, коефіцієнт ефективності ділянки газопроводу між суміжними КС. Також можна задати необхідне значення оптимальної швидкості руху ОП, або дозволити програмі задати цей параметр самостійно в залежності від встановленого режиму роботи газопроводу.

2) Визначається пропускна здатність газопроводу, між КС-1 та КС-2 використавши наступну залежність [3]:

$$q = 3.26 \cdot 10^{-7} \cdot d^{2.5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot Z_{cp} \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot L}}, \quad (3)$$

де,  $P_n, P_k$  – кінцевий і початковий тиски газу в газопроводі, кгс/см<sup>2</sup>;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;  $T_{cp}$  – середнє значення температури газу по всій ділянці газопроводу, °К;  $\Delta$  – відносна густина газу;  $L$  – довжина ділянки газопроводу, км.

Для розв'язку рівняння (3), необхідно провести наближений розрахунок, при якому значення невідомих величин:  $\lambda, T_{cp}, Z_{cp}$ , приймається:  $\lambda = 0,009, T_{cp} = 300^\circ\text{К}, Z_{cp} = 0,9$  з послідуючим їх уточненням та визначенням розрахункового значення пропускної здатності газопроводу [3].

3) Оскільки значення параметрів тиску газу і температури по довжині газопроводу будуть весь час змінюватись, то і швидкість потоку а відповідно і швидкість ОП, який буде проходити по газопроводі – буде мінятись. Розіб'ємо ділянку газопроводу на умовні частини, через кожних 10 км. (рисунок 1), саме на кожній з цих частин і будемо визначати середню швидкість руху ОП.

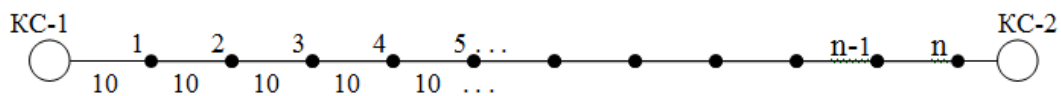


Рисунок 1 – Схема умовно розбитої ділянки газопроводу між КС-1 та КС-2

Розглянемо ділянку: КС-1 - 1

Для визначення середньої швидкості руху очисного пристрою на цій ділянці використаємо формулу (2):

$$V^{KC1-1} = 0,0052 \frac{T_{cp}^{KC1-1} \cdot z_{cp}^{KC1-1} q}{d^2 \cdot P_{cp}^{KC1-1}}, \quad (4)$$

де,  $T_{cp}^{KC1-1}, P_{cp}^{KC1-1}, z_{cp}^{KC1-1}$  – відповідно середнє значення тиску, температури та коефіцієнта стисливості газу на даній ділянці. Для знаходження цих величин необхідно знати величину тиску та температури газу в точці 1. Температуру газу в даній точці визначаємо за формулою [3]:

$$T_1 = T_{cp} + (T_{KC1} - T_{cp}) \cdot e^{-ax}, \quad (5)$$

де  $T_{cp}$  – температура ґрунту, °К;  $T_{KC1}$  – температура газу на виході КС-1, °К;  $ax$  – умовний параметр:

$$ax = 0,225 \cdot \frac{k \cdot D \cdot x}{\Delta \cdot C_p \cdot q}, \quad (6)$$

де,  $k$  – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту,  $k = 2$  ккал/(м<sup>2</sup>·К);  $C_p$  – теплоємність газу, приймаємо  $C_p = 2500$  Дж/(кг·К), [3];  $x$  – довжина ділянки газопроводу (КС-1-1),  $x = 10$  км (10000 м.);  $D$  – зовнішній діаметр газопроводу, мм.

Тиск газу в даній точці визначаємо виходячи з рівності (3):

$$P_1 = \sqrt{P_{KC1}^2 - \frac{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{cp}^{KC1-1} \cdot T_{cp}^{KC1-1} \cdot x \cdot q^2}{(3,26 \cdot 10^{-7})^2 \cdot d^5}}, \quad (7)$$

де,  $P_{KC1}$  – тиск газу на початку ділянки (вихід КС-1).

Для розв'язку рівняння (7), необхідно провести наближений розрахунок, при якому приймається значення  $z_{cp}^{KC1-1} = 0,9$ .

Середню температуру газу на ділянці знаходимо за формулою:

$$T_{cp}^{KC-1} = T_{cp} + \frac{T_{KC1} - T_1}{\alpha x} \quad (8)$$

Середнє значення тиску газу на ділянці знаходимо за формулою:

$$P_{cp}^{KC-1} = \frac{2}{3} \left( P_{KC1} + \frac{P_1^2}{P_{KC1} + P_1} \right) \quad (9)$$

Уточнене середнє значення коефіцієнта стисливості газу на даній ділянці визначається за формулою:

$$z_{cp} = 1 - 5,39 \cdot 10^5 \cdot \frac{P_{cp}^{KC1-1} \cdot \Delta^{1,3}}{T_{cp}^{KC1-1 \cdot 3,3}} \quad (10)$$

Визначивши значення  $T_{cp}^{KC1-1}$ ,  $P_{cp}^{KC1-1}$  і  $z_{cp}^{KC1-1}$  підставляємо їх у формулу (4) і отримуємо середнє значення швидкості руху ОП  $V^{KC1-1}$ , в м/с на ділянці КС-1-1.

Для решти умовно розбитих частин розрахунків проводиться аналогічно, тільки початковим значенням тиску і температури газу на кожній з наступних ділянок, будуть відповідати кінцеві значення цих параметрів на попередніх їм ділянках, наприклад: для (ділянки 1-2) початковим тиском буде кінцевий тиск газу на (ділянці КС-1 - 1), і так далі.

4) Наступним кроком розрахунку буде визначення дійсного навантаження КС по відношенню до режиму роботи ділянки газопроводу під час пуску ОП.

Для проведення даного розрахунку, необхідно володіти даними графічних характеристик нагнітачів, які встановлені на КС. Крім того вихідними даними для розрахунку є значення пропускної здатності газопроводу (витрати газу через КС), яке було знайдено раніше (пункт 2).

Графічні характеристики нагнітачів являють собою декілька графіків кривих ліній, які показують залежність між собою основних параметрів режиму його роботи, а саме: тиску перекачуемого газу, температури, розходу газу через нагнітач, відносну потужність, частоту обертання вала, політропічний ККД та ін.

Дані криві описують математичні залежності кількох змінних і наближено можуть бути описані наступною математичною моделлю [3]:

$$Y = a + bX + cX^2 \quad (11)$$

де  $Y, X$  – змінні величини;  $a, b, c$  – коефіцієнти математичної моделі.

В нашому випадку, якщо крива є графіком залежності ступеня підвищення тиску газу в нагнітачі до зведеної витрати газу на всмоктуванні, дане рівняння прийме наступний вигляд:

$$\varepsilon_n = a + b[Q_{вс}]_{зв} + c[Q_{вс}]_{зв}^2, \quad (12)$$

де,  $[Q_{вс}]_{зв}$  – зведена витрата газу на всмоктуванні нагнітача, м<sup>3</sup>/хв;  $\varepsilon_n$  – ступінь підвищення тиску газу в нагнітачі за зведених умов при його номінальних обертах. Для перерахунку цього значення на робочі умови при інших навантаженнях, використовується наступна залежність:

$$\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 = \left[ \frac{n}{n_n} \right]_{зв} \cdot \left[ \varepsilon_n^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right], \quad (13)$$

де,  $\varepsilon$  – ступінь підвищення тиску нагнітача – величина, яка показує у скільки разів тиск газу на його нагнітальній лінії більший ніж на всмоктувальній.

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}}, \quad (14)$$

$k$  – коефіцієнт політропи,  $k = 1,31$ ;  $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{зв}$  – відносні зведені оберти нагнітача.

Використавши дані математичні рівності та моделі газодинамічних характеристик нагнітачів, проводиться програмний розрахунок режиму їхньої роботи. В результаті нескладних

математичних перетворень визначається необхідне навантаження (по обертах) нагнітачів суміжних КС на яких здійснюється пуск і прийом ОП.

5) Далі за допомогою логічних операторів програми проводиться порівняння величин знайденої середньої фактичної швидкості руху ОП на кожній з умовно розбитих частинок (пункт 3) із попередньо встановленою оптимальною швидкістю руху ОП. В разі якщо середня швидкість на якійсь ділянці перевищить значення встановленої швидкості на 1 м/с, програма зменшує значення фактичної середньої швидкості шляхом зміни величин тисків газу на початку і в кінці ділянки газопроводу (на початку ділянки - значення тиску понижується, в кінці - підвищується на 0,1 кгс/см<sup>2</sup>).

Відповідно при внесенні змін – змінюються значення вихідних даних розрахунку, а отже проводиться по новому перерахунок значень пропускної здатності (пункт 2), навантаження КС (пункт 4), та величин середніх швидкостей руху очисного пристрою по довжині ділянки через кожних 10 км. (пункт 3), тобто проводиться розрахунок аналогічний як у вищезазначених пунктах, тільки з вихідними даними, які задає програма. Якщо після цього значення середньої фактичної швидкості руху ОП на виділеній ділянці не зменшилось до величини яка перевищує встановлену оптимальну швидкість на 1м/с, тоді програма знову змінює значення тисків газу на 0,1 кгс/см<sup>2</sup> на початку і в кінці ділянки газопроводу і розрахунок знову повторюється. Це буде здійснюватись до тих пір, поки вище приведена умова не виконається, тобто середня швидкість руху ОП на виділеній ділянці буде не більшою 1 м/с заданої оптимальної швидкості. А далі розрахунок проводиться для наступної умовно розбитої ділянки аналогічно попередньому.

6) Час, через який необхідно змінювати навантаження КС визначається відносно швидкості руху очисного пристрою, і величини пройденій ним ділянки газопроводу. Враховуючи при цьому, що хвиля тиску, яка утворюється в результаті зміни вхідних і вихідних параметрів газу на ділянці газопроводу, розповсюджується вздовж осі з деякою швидкістю  $c$ , так звану адиабатичною швидкістю звуку [4], для якої справедлива наступна залежність:

$$c = \sqrt{k \cdot z \cdot R \cdot T} . \quad (15)$$

Як видно з графіка (рисунок 2), побудованого за даними результатів програмного розрахунку, між 50-тим і 60-тим км. газопроводу швидкість руху ОП досягає величини більшої на 1 м/с від заданої швидкості. Саме з цього моменту і починають відхилятися значення початкового і кінцевого тиску газу на ділянці, а відповідно змінюється і весь режим роботи газопроводу, що в свою чергу призводить до зміни навантаження КС. Далі після 60-того км. відбувається постійна зміна усіх параметрів режиму роботи газопроводу, за рахунок зміни навантаження КС, цим самим підтримується практично стабільна швидкість руху ОП, тобто проводиться свого роду регулювання швидкості його руху шляхом зміни навантаження КС.

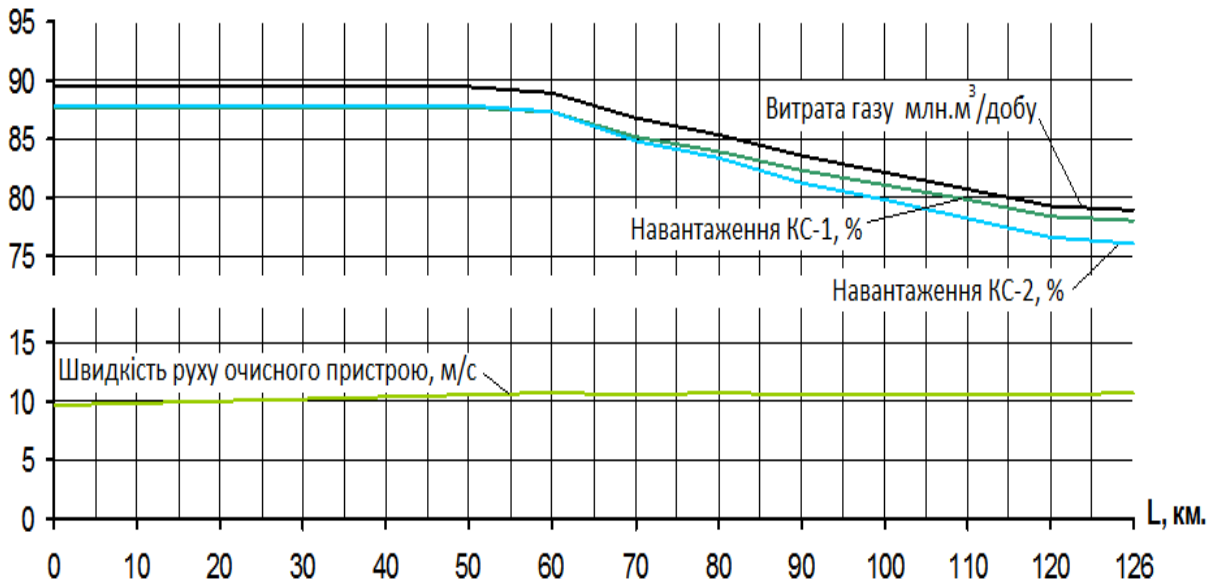


Рисунок 2 – Графік зміни основних параметрів режиму роботи газопроводу під час регулювання швидкості руху очисного пристрою

## Висновок

Аналізуючи програмний розрахунок можна сказати, що дійсно зміною навантаження нагнітачів КС можна регулювати швидкість руху ОП по всій довжині ділянки газопроводу. Це є недосить вигідним з однієї сторони, оскільки суттєво ламається режим роботи газопроводу, значно знижується його пропускна здатність під час проходження очисного пристрою. Але з другого боку, виходячи з ефективності експлуатації самого газопроводу, даний метод є досить вигідним, так як він забезпечить оптимальний рух очисного пристрою, а отже і якісну очистку внутрішньої порожнини газопроводу.

### ***Література***

1. Фролов Ю.А. Учеб. пособие. Ю.А.Фролов, В.Ф. Новоселов. Очистка полости действующих магистральных трубопроводов: Уфимский нефтяной институт 1989.- 92с.
2. В.В. Розганюк, А.А. Руднік. Довідник працівника газотранспортного підприємства. – К : - “Росток”, 2001. – 1092 с.
3. Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу. Підручник. – Івано-Франківськ: 1999. – 198 с.
4. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 349 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
10.06.12*

*Рекомендована до друку оргкомітетом  
міжнародної науково-технічної конференції  
“Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу”,  
яка відбулася 15-18 травня 2012 р.*